Examen spécial pour
le ministre de l'Énergie

L'entente de remise en état conclue avec Bruce Power

LEGISLATIVE LIBRARY OF ONTARIO
RECEIVED

Bureau du
vérificateur général
de l'Ontario

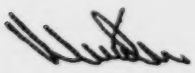
Bureau du vérificateur général de l'Ontario

À l'honorable Dwight Duncan, ministre de l'Énergie

J'ai le plaisir de vous soumettre mon rapport sur l'examen spécial de l'entente de remise en état conclue avec Bruce Power, demandée par l'ancienne ministre de l'Énergie conformément à l'article 17 de la *Loi sur le vérificateur général*.

Je crois comprendre que vous rendrez le rapport public au plus tard le mercredi 11 avril 2007, date à laquelle mon Bureau sera prêt à diffuser les versions anglaise et française du rapport. Je crois également comprendre que, si vous publiez le rapport avant cette date, votre ministère assumera la responsabilité de mettre des copies du rapport à la disposition immédiate des membres de l'Assemblée législative, des médias et du public.

Le vérificateur général,



Jim McCarter

Le 5 avril 2007

© 2007, Queen's Printer for Ontario

© 2007, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario

ISBN 978-1-4249-4115-5 (imprimé)
ISBN 978-1-4249-4116-2 (PDF)

Photo sur la couverture fournie par Bruce Power

Table des matières

Contexte 5

L'ÉTABLISSEMENT NUCLÉAIRE DE BRUCE 5

L'ENTENTE DE REMISE EN ÉTAT DE 2005 6

Portée et objectif de l'examen 7

Résumé 8

Observations détaillées 11

LA SITUATION DE L'ÉNERGIE EN ONTARIO EN 2004 ET 2005 11

LE PROCESSUS DE NÉGOCIATION 11

Nomination d'un négociateur spécial 12

Les processus d'examen du Ministère 13

LE RENDEMENT DU CAPITAL INVESTI PAR BRUCE A LP 15

Le taux de rendement 15

Considérations fiscales 15

Effet sur les négociations 16

DISPOSITIONS RÉDUISANT LE PRIX DE SOUTIEN INITIAL 16

Compromis accroissant les flux de trésorerie de Bruce A LP 16

Réduction du loyer (+ 2,48 $/MWh) 16

Subventions au titre de l'électricité actuellement produite par le réacteur 3 (+ 1,73 $/MWh) et le réacteur 4 (+ 3,74 $/MWh) 17

Réacteur 3 17

Réacteur 4 19

Prix du soutien à Bruce B (+ 38 ¢/MWh) 19

Impact combiné des compromis 20

Indexation annuelle des prix 20

FACTEURS QUI AURAIENT PU RÉDUIRE LE PRIX DE SOUTIEN 21

Coûts de fermeture temporaire – Bruce B (– 1,24 $/MWh) 21

Électricité additionnelle produite par enrichissement du combustible (– 1,23 $/MWh) 22

Augmentation de la production nette d'électricité les premières années (– 47 ¢/MWh) 23

Coûts de fermeture temporaire – Réacteurs 1 et 2 de Bruce A (– 49 ¢/MWh) 24

Erreur mécanique du modèle financier (– 21 ¢/MWh) 26

RESPONSABILITÉ DES DÉPASSEMENTS DE COÛTS 26

Dispositions applicables aux réacteurs 1 et 2 26

Dispositions applicables au réacteur 3 28

Dispositions applicables au réacteur 4 28

DIVERS 28

Capacité de transmission 28

Annexe 30

FACTEURS PRIS EN COMPTE DANS LA QUANTIFICATION DES IMPACTS FINANCIERS 30

Examen spécial pour le ministre de l'Énergie

L'entente de remise en état conclue avec Bruce Power

Contexte

L'ÉTABLISSEMENT NUCLÉAIRE DE BRUCE

L'établissement nucléaire de Bruce, situé sur la rive est du lac Huron, a été construit par étapes entre 1970 et 1987 par l'ancienne Ontario Hydro, une société de la Couronne provinciale. Il se compose de deux centrales — A et B — et est une des plus grandes installations de production d'énergie nucléaire en Amérique du Nord. Chaque centrale comprend quatre réacteurs CANDU, dont la capacité de production nette autorisée dépasse 6 200 mégawatts (MW) d'électricité — soit une capacité nette de 769 MW par réacteur pour Bruce A et de 785 MW par réacteur pour Bruce B. À la fin des années 1990, Ontario Hydro a décidé de fermer les quatre réacteurs de Bruce A afin de concentrer les ressources sur ses autres réacteurs, laissant seulement les réacteurs de Bruce B pour produire de l'électricité.

En 1999, dans le cadre du plan de restructuration du gouvernement alors au pouvoir, Ontario Hydro a été divisée en cinq sociétés de la Couronne : Ontario Power Generation (OPG), Ontario Hydro Services Company (aujourd'hui Hydro One Inc.), la Société indépendante du marché de l'électricité (appelée Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité depuis 2004), l'Office de la sécurité des installations électriques, et la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. De ces cinq sociétés constitutives, OPG est celle qui a pris en charge toutes les centrales de production d'électricité. En 2001, OPG a conclu un contrat de location à long terme avec Bruce Power Limited Partnership (Bruce Power) — une société en commandite du secteur privé regroupant British Energy PLC (79,8 %), Cameco Corporation, un producteur d'uranium du secteur privé (15 %), et les deux principaux syndicats de l'établissement (5,2 %) — pour que celle-ci assume l'exploitation de l'établissement de Bruce. Le contrat de location, qui vient à expiration en décembre 2018, couvre une période de 18 ans et prévoit 13 options de prolongation pour une période additionnelle maximale de 25 ans.

Des préoccupations financières touchant ses activités à l'extérieur du Canada ont amené British Energy PLC à se retirer de Bruce Power en 2003. Cameco Corporation a alors porté sa part de Bruce Power à 31,6 %, alors que les nouveaux partenaires, TransCanada PipeLines et BPC Generation

Infrastructure Trust (une fiducie appartenant au Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario [OMERS]), ont acquis chacun une part de 31,6 %. Les deux principaux syndicats de l'établissement ont conservé leur part originale de 5,2 %.

Bruce Power exploite les quatre réacteurs de Bruce B depuis 2001 et a investi 720 millions de dollars dans le redémarrage des réacteurs 3 et 4 de Bruce A en 2003 et 2004. Comme le montre la Figure 1, l'énergie totale produite par les réacteurs 3 et 4 de Bruce A et les quatre réacteurs de Bruce B représente environ 21 % de toute l'électricité produite par la province.

L'ENTENTE DE REMISE EN ÉTAT DE 2005

Durant l'été 2004, Bruce Power a présenté une proposition financière à la province en vue de la remise en état et du redémarrage des réacteurs 1 et 2 de Bruce A qui, une fois opérationnels, pourraient répondre à environ 7 % des besoins en énergie de l'Ontario. La proposition donnait également à la province une solution de rechange aux projets de remise en état d'OPG, selon laquelle les abonnés assumeraient directement les risques associés à la remise en état.

Après de longues négociations, la ministre de l'Énergie a annoncé le 17 octobre 2005 que le gouvernement et Bruce Power avaient conclu une entente pour la remise en état de l'établissement nucléaire de Bruce.

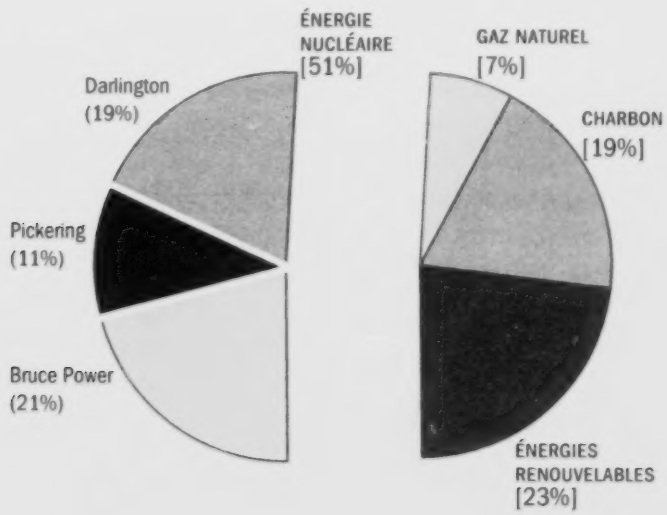
Cameco Corporation, un des partenaires de Bruce Power, avait décidé de ne pas participer à la remise en état. Une société en commandite distincte, appelé Bruce A Limited Partnership (Bruce A LP), a été formée, non seulement pour remettre en état les réacteurs 1 et 2 mais aussi pour assumer les intérêts de Cameco dans les réacteurs 3 et 4 et leur apporter des améliorations dans l'avenir. Bruce A LP finirait donc par exploiter et maintenir les quatre réacteurs de Bruce A. Les propriétaires de Bruce A LP sont TransCanada PipeLines (47,4 %), OMERS (47,4 %) et les deux principaux syndicats de l'établissement (5,2 %).

En ce qui concerne la remise en état, Bruce A LP est censée investir 4,25 milliards de dollars dans :

- la remise en état et le redémarrage des réacteurs 1 et 2 — à un coût projeté de 2,75 milliards de dollars — pour qu'ils continuent de

Figure 1 : Électricité produite en Ontario par source de combustible et par centrale nucléaire, juillet 2005

Sources des données : Office de l'électricité de l'Ontario et Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité



produire pendant 25 ans (ce qui représenterait une capacité totale de 1 500 MW d'électricité);
- la remise en état du réacteur 3 — à un coût projeté de 1,15 milliard de dollars — lorsqu'il arrivera à la fin de sa vie utile vers 2009 (là encore, pour une période de production additionnelle de 25 ans);
- le remplacement du générateur de vapeur du réacteur 4 en 2007 à un coût estimatif de 350 millions de dollars (pour une période de production de 10 ans).

En retour, la province, par l'entremise de l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) (une société constituée en 2004 en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité* pour assurer un approvisionnement en électricité adéquat à long terme en Ontario), a accepté :

- un prix initial pour l'électricité de 6,3 ¢/kWh (63 $/MWh) à la date de signature de l'entente de remise en état, y compris :
  - 5,737 ¢/kWh (57,37 $/MWh) pour l'achat de l'électricité produite par Bruce A LP;
  - un montant estimatif de 0,6 ¢/kWh (6 $/MWh) pour couvrir le coût du combustible.

Ce prix augmentera chaque année d'un facteur convenu basé sur la hausse de l'indice des prix à la consommation. Il aura donc augmenté au moment de l'entrée en service des réacteurs remis à neuf.

Portée et objectif de l'examen

Après la signature de l'entente de remise en état, la ministre de l'Énergie a annoncé qu'elle demanderait au Bureau du vérificateur général, en vertu des dispositions de l'article 17 de la *Loi sur le vérificateur général*, d'examiner tous les aspects de la transaction. Elle a indiqué au moment de sa demande que les modalités de l'entente de remise en état avaient déjà été soumises à un contrôle préalable poussé — effectué avec l'aide d'experts-conseils financiers, juridiques et techniques engagés par le gouvernement — et approuvées par le Cabinet de l'Ontario.

Nous avons accepté cette mission et avisé le sous-ministre de l'Énergie de l'objectif de notre examen, comme suit :

> Notre principale priorité sera de déterminer si la province a pris des mesures suffisantes pour tenir dûment compte des risques et enjeux importants et pour mettre des renseignements complets et objectifs à la disposition des décideurs chargés de s'assurer que l'entente offre un bon rapport coût-efficacité aux contribuables ontariens. Nous prendrons en considération le contrôle préalable effectué par le gouvernement et ses consultants de l'extérieur, mais notre examen n'aura pas pour but de refaire ce contrôle.

Il s'agissait d'une mission d'examen et non d'une vérification. Nous avions donc pour mandat d'examiner et d'analyser l'information fournie par le ministère de l'Énergie et ses conseillers, et de discuter des questions pertinentes avec le personnel des ministères de l'Énergie et des Finances. Nous avons tenu un certain nombre de réunions avec les consultants techniques et financiers engagés par le ministère de l'Énergie et avec les représentants de Bruce A LP, d'OPG, de l'OEO et de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Nous avons également retenu les services d'experts-conseils indépendants en évaluation d'entreprise et en génie nucléaire pour qu'ils nous aident à comprendre certains aspects de notre examen.

Notre travail était terminé pour l'essentiel en juillet 2006, sauf pour l'examen de certains renseignements reçus à la fin de 2006 et au début de 2007 relativement aux accords conclus entre Bruce A LP et l'OEO. Ces renseignements étaient tenus par l'OEO, et notre loi habilitante, la *Loi sur*

le vérificateur général, ne nous permettait pas d'y accéder au moment de notre examen. Un projet de loi nous y donnant accès a finalement été adopté en décembre 2006.

Résumé

Lorsque la province a commencé à négocier une entente avec Bruce A LP pour la remise en état des réacteurs de Bruce A, les installations nucléaires existantes de la province approchaient de la fin de leur durée utile au moment où la demande d'électricité augmentait sous l'impulsion de la croissance démographique et économique. Ces facteurs, conjugués à l'intention annoncée du gouvernement de fermer graduellement toutes les centrales au charbon de la province, signifiaient qu'au moment des négociations, la province devait augmenter substantiellement sa capacité de production d'électricité, compte tenu des longs délais de démarrage des grands projets de construction nécessaires. Il était donc difficile pour la province de négocier en position de force. Elle a néanmoins fait des efforts considérables pour se doter de l'expertise technique, financière et juridique nécessaire pour négocier une entente extrêmement complexe. Elle a également suivi les procédures requises pour mettre des informations complètes et objectives à la disposition de ses négociateurs.

Au début des négociations, la province avait deux grands objectifs à atteindre : premièrement, elle voulait s'assurer que les risques appropriés de coûts d'exploitation et de construction associés à la remise en état seraient transférés à Bruce A LP plutôt qu'aux abonnés; deuxièmement, elle voulait s'assurer que le prix payé pour l'électricité produit par les réacteurs remis en état serait raisonnable par rapport aux prix historiques et prévus du marché et aux prix des sources d'énergie comparables.

Quant à Bruce A LP, son principal objectif était d'obtenir un taux de rendement sur le capital investi qui serait proportionné au risque assumé. La province a demandé à ses conseillers financiers externes d'évaluer le taux de rendement visé par Bruce A LP, et ceux-ci ont conclu que le taux en question se situait dans une fourchette acceptable, étant donné la nature du projet de remise en état et les risques connexes. L'entente de remise en état signée prévoyait des flux de trésorerie qui permettront à Bruce A LP d'obtenir le taux de rendement visé lorsque les objectifs de rendement opérationnel sont atteints.

En ce qui concerne le premier objectif de la province, les dispositions négociées transféraient la plupart des risques opérationnels permanents à Bruce A LP; la province a toutefois connu moins de succès dans le transfert des risques liés au dépassement des coûts de construction. Nous avions trois préoccupations à cet égard.

Premièrement, la province n'a pas obtenu une documentation suffisante pour justifier une hausse tardive de 250 millions de dollars des coûts estimatifs, qui a porté le total des coûts de 2,5 à 2,75 milliards de dollars. Deuxièmement, c'est l'abonné plutôt que Bruce A LP qui assume le risque de payer pour la plupart de cette hausse de 250 millions de dollars — même si la hausse ne se matérialise pas. Nous reconnaissons toutefois que la province a réussi à transférer une grande partie du risque à Bruce A LP au cas où les coûts dépasseraient 3,05 milliards de dollars — Bruce A LP devra alors financer 75 % des coûts de remise en état des réacteurs 1 et 2 en sus de ce montant. Bien que les experts-conseils de Bruce A LP et de la province aient conclu que le risque que le total des coûts dépasse 2,8 milliards de dollars était faible — ce risque ayant été atténué par le recours à des contrats à prix fixe pour la plupart des coûts de remise en état — certains projets nucléaires antérieurs ont vu leurs coûts monter à plus du double de l'estimation originale. Troisièmement, l'abonné est

tenu aux termes de l'entente de remise en état de payer une partie des coûts supplémentaires en cas de dépassement des coûts liés à l'achat des générateurs de vapeur destinés au réacteur 4 de Bruce A. Nous avons mis en doute le bien-fondé de la décision d'obliger l'abonné à assumer une partie du risque, étant donné que Bruce Power avait prévu d'acheter ces générateurs de vapeur plusieurs mois avant de présenter sa proposition de remise en état à la province.

Il n'est pas clair que la province ait réussi à atteindre son deuxième objectif : négocier un prix raisonnable pour l'électricité produite par les réacteurs remis en état. Pour obtenir un prix de soutien initial de 6,3 ¢/kWh (63 $/MWh) et permettre à Bruce A LP de réaliser le taux de rendement visé, la province a négocié certains compromis qui procurent des flux de trésorerie à Bruce A LP pour remplacer les fonds qu'elle aurait reçus si le prix initial avait été plus élevé. Ces compromis comprenaient des modifications aux modalités convenues relativement à d'autres réacteurs de Bruce non touchés par la remise en état. Ils se traduiront, selon nos calculs, par un coût initial global plus proche de 7,1 ¢/kWh (71,33 $/MWh) (en dollars de 2005) pour l'électricité produite par les réacteurs remis en état.

D'une part, ce prix initial est sensiblement plus élevé que le prix moyen du marché au cours des cinq dernières années, soit 4,9 ¢/kWh (49 $/MWh), et les futurs prix du marché tels que projetés par les experts. D'autre part, il est raisonnable de s'attendre à ce qu'il faille hausser les prix pour amener le secteur privé à investir dans la mise en place de nouvelles sources d'électricité à long terme, d'autant plus que l'exploitant du secteur privé assumera la plupart des risques opérationnels permanents pour les 25 années de vie utile des réacteurs nucléaires, en plus de partager les risques associés au dépassement des coûts de construction.

Outre ces considérations concernant le prix « concédé », nous avons identifié d'autres facteurs qui, traités différemment, auraient pu réduire le prix de soutien d'environ 0,36 ¢/kWh (3,60 $/MWh), tout en permettant à Bruce A LP d'obtenir le taux de rendement visé lorsque les objectifs de rendement opérationnel sont atteints. Ces facteurs étaient très variés et incluaient notamment une disposition selon laquelle la province paierait les coûts de fermeture temporaire des réacteurs de Bruce B, les avantages financiers découlant de l'utilisation de combustible enrichi, les avantages financiers découlant d'une production accrue d'électricité durant les premières années de l'entente par rapport aux dernières années, les économies découlant du fait que la province n'avait pas à payer les coûts de fermeture temporaire pour la remise en état des réacteurs, ainsi qu'une erreur mécanique dans le calcul de l'impôt sur les frais d'intérêt.

Il est également important de noter que le prix de soutien initial s'appliquait à 2005 et qu'il sera rajusté pour l'inflation chaque année à compter de 2006 par un facteur basé sur l'indice des prix à la consommation (IPC) : l'augmentation équivaudra à 100 % de la variation en pourcentage de l'IPC jusqu'à concurrence de 2,5 %, plus 60 % de toute inflation au-dessus de 2,5 %. Par comparaison, les hausses annuelles basées sur l'IPC prévues dans les ententes entre la province et les fournisseurs d'électricité non nucléaire du secteur privé se situent entre 15 % et 20 %. Bien que le rajustement pour l'inflation soit propre à chaque type d'établissement, plus le pourcentage d'augmentation admissible selon l'IPC est élevé, plus le prix de soutien initial peut être faible. En allouant 100 % de la hausse de l'IPC jusqu'à concurrence de 2,5 % dans l'entente de remise en état, on échange des prix plus faibles les premières années contre des prix plus élevés les dernières années. En résumé, c'est cette disposition, conjuguée aux compromis susmentionnés et au rajustement pour l'inflation de 3,5 % par an pour les coûts de main-d'œuvre et de 2,5 % par an pour le reste des coûts d'immobilisation et d'exploitation sur les 25 années de vie utile des réacteurs remis en état, qui est

censée permettre à Bruce A LP d'obtenir le taux de rendement visé au prix de soutien initial convenu.

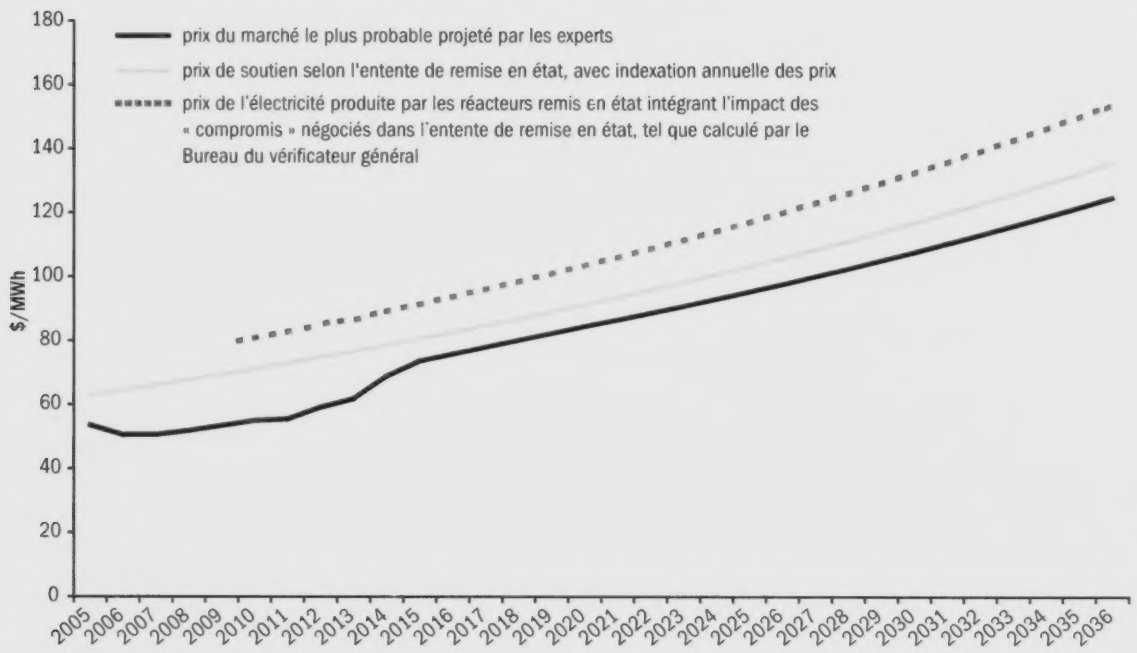
La Figure 2 montre la hausse du prix de soutien sur la période visée par l'entente de remise en état en conséquence de l'indexation annuelle des prix basée sur l'IPC. Elle illustre également l'effet de l'intégration au prix de soutien de la valeur des compromis négociés par la province et indique, à des fins de comparaison, le prix du marché projeté par les experts comme étant le plus probable.

Les observations détaillées de notre examen sont structurées comme suit :

- Les trois premières sections contiennent des détails sur la situation de l'énergie en Ontario ayant mené aux négociations, décrivent le processus de négociation et présentent d'autres renseignements sur le taux de rendement de Bruce A LP (**La situation de l'énergie en Ontario en 2004 et 2005; Le processus de négociation; Le rendement du capital investi par Bruce A LP**).
- La section qui suit est une discussion détaillée des compromis susmentionnés et du rajustement annuel pour l'inflation basé sur l'IPC, qui a aidé les négociateurs à s'entendre sur le prix de soutien initial de 6,3 ¢/kWh (63 $/MWh) (**Dispositions réduisant le prix de soutien initial**).
- Vient ensuite une analyse des facteurs précités qui auraient pu être traités différemment, de manière à réduire le prix de soutien d'environ 0,36 ¢/kWh (3,60 $/MWh) tout en

Figure 2 : Prix de l'électricité à long terme

Préparé par le Bureau du vérificateur général de l'Ontario



Remarques :

Pour la période allant de 2005 à 2009, le prix de soutien s'applique uniquement à l'électricité fournie par les réacteurs 3 et 4 actuellement en service. À compter de 2009, année où la remise en état est censée prendre fin, il s'appliquera également à l'électricité fournie par les réacteurs 1 et 2.

Les points tracés sur ce graphique sont exprimés en dollars historiques pour les années correspondantes (c'est-à-dire que les montants sont rajustés pour l'inflation). Ils ne peuvent donc pas servir de point de départ pour des calculs ou des extrapolations basés sur des dollars actualisés.

permettant à Bruce A LP d'obtenir le taux de rendement visé (**Facteurs qui auraient pu réduire le prix de soutien**).

- La dernière section des Observations détaillées est une analyse plus détaillée des modalités de partage des risques liés au dépassement des coûts aux termes de l'entente de remise en état (**Responsabilité des dépassements de coûts**).

Dans la section Divers, nous examinons le risque que la capacité de transmission ne soit pas suffisante pour l'électricité additionnelle produite par Bruce A LP (**Capacité de transmission**).

Dans l'Annexe, nous expliquons les facteurs pris en compte dans la quantification de l'impact financier si les enjeux identifiés dans la section Facteurs qui auraient pu réduire le prix de soutien avaient été traités différemment.

Observations détaillées

LA SITUATION DE L'ÉNERGIE EN ONTARIO EN 2004 ET 2005

Les centrales nucléaires produisent environ la moitié de l'électricité générée en Ontario, ce qui correspond à la charge de base. Les installations répondant aux besoins de base, comme les centrales hydroélectriques et nucléaires, sont généralement exploitées à pleine puissance jour et nuit afin de produire de l'électricité à faible coût. Les installations qui répondent aux besoins intermédiaires et de pointe, comme celles à base de gaz naturel et de pétrole, sont généralement exploitées pendant des périodes plus courtes afin de répondre à la demande de pointe.

Les établissements nucléaires existants de l'Ontario approchent de la fin de leur vie utile, alors que la demande d'électricité ne cesse d'augmenter sous l'impulsion de la croissance démographique et économique. Ces facteurs, conjugués à l'intention annoncée du gouvernement de fermer graduellement toutes les centrales au charbon de la province, signifiaient qu'au moment des négociations la province devait augmenter substantiellement sa capacité de production d'énergie, compte tenu des longs délais de démarrage des grands projets de construction nécessaires. Selon les estimations de l'OEO, la province devait développer de nouvelles sources d'énergie pouvant produire 3 500 MW d'électricité par an, ou environ 20 % de l'électricité de l'Ontario au cours des trois prochaines années.

Après l'annonce du gouvernement, Bruce Power a fait savoir à la province qu'elle était disposée à remettre en état les réacteurs 1 et 2 de Bruce A — les autres réacteurs de la centrale qui n'étaient pas en service — à condition d'obtenir le taux de rendement visé sur ses investissements pour l'électricité produite. La proposition de Bruce Power de remettre en état les réacteurs de Bruce A est donc arrivée au moment où la province cherchait des moyens d'accroître sa capacité de production d'électricité. La province voyait dans la proposition une occasion unique d'assurer un approvisionnement de base fiable dans un laps de temps relativement court et de partager les risques associés à un investissement important dans le nucléaire avec le secteur privé.

Lorsqu'elle a proposé de remettre en état et de redémarrer les réacteurs 1 et 2 de Bruce A, Bruce Power était certainement consciente de l'insuffisance potentielle grave de l'approvisionnement énergétique en Ontario et de l'attrait potentiel pour la province du redémarrage des réacteurs 1 et 2 de Bruce A, qui produiraient 1 500 MW, ou environ 40 % de l'électricité requise à la suite de la fermeture des centrales au charbon.

LE PROCESSUS DE NÉGOCIATION

La Figure 3 est une chronologie des événements survenus durant le processus de négociation.

Nomination d'un négociateur spécial

En août 2004, après que Bruce Power ait présenté son offre à la province, le Cabinet a approuvé la nomination d'un « négociateur spécial » chargé de négocier une entente avec Bruce Power pour la remise en état et le redémarrage de ces réacteurs. La nomination du négociateur spécial a été confirmée par décret en septembre 2004 pour la période allant de septembre au 31 décembre 2004. Des

Figure 3 : Événements menant à l'entente finale de remise en état

Préparé par le Bureau du vérificateur général de l'Ontario

Début de 2004	• Le ministre de l'Énergie annonce que toutes les centrales au charbon, qui généraient alors environ 20 % de l'électricité produite en Ontario, seront fermées d'ici quatre ans.
Été 2004	• Bruce Power propose à la province de remettre en état et de redémarrer les réacteurs 1 et 2 en échange d'un prix pour l'électricité produite qui lui permettra d'obtenir le taux de rendement visé sur son investissement. • Le Cabinet étudie les façons possibles de gérer la proposition de Bruce Power. • Le Cabinet approuve la nomination du négociateur spécial en août.
Septembre à décembre 2004	• Les négociations formelles commencent. • Le négociateur spécial entame des discussions exploratoires avec Bruce Power et identifie trois transactions possibles à envisager et négocier – les options varient quant au prix de l'électricité requise, au nombre de réacteurs à inclure et à la nature de la transaction.
Décembre 2004 à février 2005	• Sous la direction du Cabinet, le négociateur spécial s'efforce de réduire le prix de la remise en état des réacteurs 1 et 2 en incluant la remise en état des réacteurs 3 et 4 dans le marché.
Février à mars 2005	• Une liste des principales conditions négociées par les deux parties est établie; cette liste forme la base de l'accord juridique formel. • Le ministre annonce le 21 mars qu'une entente préliminaire a été conclue avec Bruce Power.
Mars à juin 2005	• Le Ministère engage des experts juridiques, techniques et en investissement de l'extérieur. • Le Ministère et ses conseillers effectuent un « contrôle préalable » et examinent les modalités, la documentation à l'appui ainsi que les hypothèses techniques et opérationnelles de Bruce Power. • Les conseillers du Ministère repèrent plusieurs problèmes et proposent des modifications à la liste de conditions. • Le Ministère annonce que la fermeture de la dernière centrale au charbon de la province a été reportée au début de 2009.
Juin à septembre 2005	• La liste de conditions de février 2005 est abandonnée. • Le Ministère, dirigé par le sous-ministre et appuyé par les conseillers et le personnel des ministères de l'Énergie et des Finances, renégocie les termes du marché conclu avec Bruce Power.
Septembre 2005	• Une entente de principe est conclue.
Le 17 octobre 2005	• La ministre de l'Énergie annonce que les parties se sont entendues sur un prix de 6,3 ¢ incluant le combustible. • L'entente finale est signée.

décrets promulgués en décembre 2004 prolongeaient cette période jusqu'au 30 avril 2005. Le négociateur spécial devait rendre compte au Conseil de gestion du gouvernement (CGG) par l'entremise du ministre de l'Énergie.

Bien qu'Ontario Power Generation (OPG) soit propriétaire des établissements de Bruce et possède une expertise dans le domaine des centrales nucléaires, elle n'a pas participé aux négociations. Le Ministère a été avisé que la participation d'OPG aurait été jugée inappropriée d'un point de vue commercial, car OPG est un producteur d'électricité et n'a pas pour mandat d'en acheter. Bruce Power aurait d'ailleurs pu voir la participation d'OPG d'un mauvais œil, étant donné que cela l'aurait obligé à négocier des contrats d'approvisionnement avec la province par l'intermédiaire d'un concurrent potentiel.

La Figure 4 résume les ententes financières conclues pour engager le négociateur spécial et d'autres spécialistes (la section qui suit contient les détails relatifs aux autres experts engagés).

Les processus d'examen du Ministère

Nous avons remarqué lors de notre examen que la province suivait les processus requis pour mettre des renseignements complets et objectifs à la disposition des négociateurs. Bruce Power a notamment fourni au négociateur spécial du Ministère un modèle financier détaillé incluant ses estimations des coûts de la remise en état et du prix de soutien de l'électricité qui lui permettraient d'obtenir un taux de rendement acceptable sur son investissement compte tenu des risques assumés. La Figure 5 énumère les caractéristiques clés de ce modèle. Le modèle détaillé a permis au Ministère d'examiner et d'évaluer les nombreuses hypothèses et prédictions concernant le montant et la date des futurs mouvements de trésorerie, dont des estimations de l'investissement en capital requis pour la remise en état et des coûts d'exploitation pour la vie utile des réacteurs remis en état. Les deux parties ont également utilisé le modèle financier pour évaluer les impacts des changements proposés, en termes de coûts et de revenus, sur le prix de soutien initial garanti durant le processus de négociation.

Bruce Power et le Ministère ont convenu d'adopter une approche « à livre ouvert » et le Ministère a eu accès à une salle de documentation contenant des documents confidentiels fournis par Bruce à l'appui des plans de remise en état, en plus d'assister à des exposés de la direction, de visiter les installations et de rencontrer les organismes gouvernementaux concernés.

Figure 4 : Recours aux services de spécialistes

Source des données : ministère de l'Énergie

Type de services	Coût (en milliers de $)	Processus d'approvisionnement
négociateur spécial (1 personne)	500	fournisseur unique [1]
+ associés (2 personnes)	533	
conseiller financier (1 cabinet)	2 000	appels d'offres concurrentielles
conseiller juridique (1 cabinet)	460	appels d'offres concurrentielles
conseillers techniques (3 personnes à moins de 25 000 $ chacune)	environ 65	fournisseur unique [2]
Total	**3 558**	

1. L'attribution d'un contrat à fournisseur unique a été approuvée par le Cabinet parce que la nomination était jugée urgente.

2. Le Ministère a décidé de ne pas lancer d'appel à la concurrence auprès des grands cabinets parce que les candidats potentiels travaillaient ou avaient déjà travaillé pour Bruce Power ou pour OPG, et que les conflits d'intérêts possibles les auraient empêchés de présenter une offre.

Figure 5 : Caractéristiques clés du modèle financier utilisé pour négocier l'entente de remise en état

Préparé par le Bureau du vérificateur général de l'Ontario

Le modèle permettait d'intégrer différentes variables à la formule arithmétique servant à calculer le prix de soutien à l'électricité requis pour que Bruce A LP puisse obtenir le taux de rendement visé sur son investissement.

Selon le modèle, le prix doit être payé pour toute l'électricité produite par les réacteurs de Bruce A.

Le modèle comparait les flux de trésorerie associés au « scénario avec remise en état » à ceux associés au « scénario sans remise en état » sur la base d'une série d'hypothèses acceptables aux deux parties.

Dans le scénario avec remise en état, les flux de trésorerie du Bruce A LP résulteraient :

- de la remise en état et de l'exploitation des réacteurs 1, 2 et 3;
- de l'exploitation du réacteur 4 (y compris le remplacement du générateur de vapeur en 2007) jusqu'à la fin de sa vie utile.

Dans le scénario sans remise en état, les flux de trésorerie de Bruce A LP résulteraient:

- du fait qu'aucun réacteur ne serait remis en état;
- de l'exploitation du réacteur 3 jusqu'à la fin de sa vie utile;
- après la fin de sa vie utile, du maintien du réacteur 3 en « état de fermeture temporaire » (c.-à-d. qu'on surveillerait le réacteur non opérationnel afin de prévenir les risques tels que les fuites radioactives) jusqu'à l'expiration du contrat de location;
- de l'exploitation du réacteur 4 (y compris le remplacement du générateur de vapeur en 2007) jusqu'à la fin de sa vie utile.

Pour s'assurer qu'il possédait l'expertise voulue pour procéder à l'examen, le Ministère a élaboré un plan afin d'obtenir les services professionnels de conseillers techniques, financiers et juridiques. Le Conseil de gestion du gouvernement a déterminé que ce plan était conforme aux principes et exigences des directives gouvernementales en matière d'approvisionnement concernant les experts-conseils ainsi que les biens et services (voir la Figure 4 pour connaître les coûts de ces services et les ententes relatives à l'engagement des conseillers). Nous avons constaté que ces conseillers avaient été engagés conformément aux directives pertinentes du gouvernement.

L'examen effectué par le Ministère et ses conseillers identifiait un certain nombre d'enjeux et de risques potentiels sur lesquels il fallait se pencher. Les principaux points retenus incluaient :

- l'absence et le besoin de mécanismes de protection contre la possibilité que Bruce A LP réalise des « bénéfices exceptionnels » en refinançant ou en transférant le titre de propriété;
- l'absence et le besoin de partage des futurs gains d'efficience opérationnelle, étant donné que certains coûts sont difficiles à projeter sur 30 ans;
- le plafonnement de certaines hausses admissibles de l'indice des prix à la consommation (IPC);
- des hypothèses déraisonnables sur des points tels que les niveaux de dotation et le temps alloué pour les pannes.

En plus d'identifier et de traiter un certain nombre de risques et d'enjeux, le Ministère a réussi à négocier plusieurs améliorations aux clauses contractuelles. Nous avons donc conclu que les dispositions en place concernant les délais de construction et le rendement continu de Bruce A LP étaient généralement raisonnables. En particulier :

- Même si Bruce A LP n'était pas tenue de fournir une garantie de bonne exécution aux termes de l'entente de remise en état, des garanties concernant la part de 63,2 % détenue par TransCanada Pipeline et OMERS (par le biais de leurs filiales) dans Bruce B

étaient exigées en cas d'inexécution par Bruce A LP. Les conseillers financiers du Ministère ont jugé que la garantie, conjuguée au lien direct avec les réacteurs de Bruce B assuré par l'entente, offrait un soutien au crédit et un cautionnement suffisants.

- L'entente de remise en état exige des dommages-intérêts fixés en argent, payables après six mois, en cas de non-respect des dates cibles d'exploitation commerciale. Le Ministère a indiqué que le délai de six mois était raisonnable étant donné les longs délais et les exigences techniques complexes associés à la construction et la remise en état des centrales nucléaires.
- La plupart des contrats contiennent des clauses de force majeure — c'est-à-dire que si le fournisseur ne peut pas s'acquitter de ses obligations en raison d'un événement échappant à son contrôle, par exemple une catastrophe naturelle, il est libéré de ses obligations. L'entente conclue entre l'OEO et Bruce A LP prévoit une formule de partage des coûts basée sur le type d'événement de force majeure, selon laquelle Bruce A LP assumerait une plus grande responsabilité à l'égard des coûts sur lesquels elle exerce le plus grand contrôle.

LE RENDEMENT DU CAPITAL INVESTI PAR BRUCE A LP

Le taux de rendement

Bruce A LP tenait à ce que son investissement dans le projet de remise en état des réacteurs nucléaires rapporte un rendement proportionné aux risques assumés. Le taux de rendement visé était la principale variable du modèle financier utilisé pour actualiser les flux de trésorerie prévus de Bruce A LP et déterminer le prix de soutien initial à l'électricité. Pour déterminer si le taux de rendement visé était raisonnable, le Ministère a engagé une des plus grandes maisons bancaires d'investissement du Canada à titre de conseiller financier.

Dans son rapport au Ministère, le conseiller a fait remarquer que le taux de rendement tombait dans la fourchette de 10,6 % à 13,8 %, ce qu'il considérait comme un rendement financier commercialement raisonnable sur un investissement de cette nature. Il concluait que les principales conditions de la proposition financière, prises dans leur ensemble, étaient équitables pour l'OEO.

Considérations fiscales

Le taux de rendement était censé s'appliquer après impôt, en supposant que Bruce A LP était une entité imposable. En conséquence, le modèle financier utilisé par les deux parties pour calculer le prix qui permettrait à Bruce A LP d'obtenir le taux de rendement visé déduisait les impôts estimatifs payables (basés sur le taux d'imposition des sociétés de 34,12 %) pour prévoir les flux de trésorerie que les partenaires de Bruce A LP devraient recevoir tout au long de la période de vente de l'énergie additionnelle produite par suite de la remise en état.

En ce qui concerne son assujettissement supposé à l'impôt, nous constatons que Bruce A LP a quatre propriétaires : TransCanada Pipelines (47,4 %), OMERS (47,4 %) et deux syndicats (5,2 %). TransCanada Pipelines est une société ouverte assujettie à l'impôt sur les sociétés et à d'autres impôts, tandis qu'OMERS est une caisse de retraite du secteur public exonérée d'impôt.

Le Ministère a accepté l'avis donné sur ce point par son conseiller financier et un expert externe en réglementation. Ceux-ci étaient d'avis que, malgré son statut d'entité non imposable, OMERS — qui compte pour près de la moitié de Bruce A LP — était réputée imposable à la lumière des précédents mettant en cause des sociétés réglementées, dans lesquels il a été jugé qu'il n'y avait pas vraiment d'obligation fiscale dans le présent mais qu'il y en aurait probablement dans l'avenir

(en ce sens que les pensionnés, par exemple, pourraient avoir à payer de l'impôt sur leur pension). Le conseiller financier a noté que de récentes décisions des organismes de réglementation appuyaient elles aussi le concept de l'impôt « présumé » sur le revenu.

Nous remarquons toutefois que, comme OMERS ne paie pas l'impôt des sociétés sur les flux de trésorerie ou les bénéfices touchés, son taux de rendement pourrait très bien se situer entre 16 % et 21 %. OMERS ayant déclaré publiquement qu'il visait un taux de rendement annuel à long terme de 10 % à 15 % sur ses investissements dans l'infrastructure publique, le rendement plus élevé qu'OMERS pourrait toucher faisait de la remise en état un investissement très attrayant.

Effet sur les négociations

Pour Bruce Power, le taux de rendement visé par Bruce A LP était un facteur critique durant les négociations. Pour le Ministère, les facteurs critiques étaient les objectifs clés liés au transfert du risque et à l'obtention d'un prix de soutien raisonnable pour l'électricité. En conséquence, si le Ministère, en essayant d'atteindre ses objectifs, présentait des propositions ayant un impact sur le taux de rendement visé par Bruce A LP, on pouvait s'attendre à ce que Bruce A LP fasse des contre-propositions susceptibles de compenser cet impact.

C'est dans le contexte de négociations dominées par la question du taux de rendement que nous avons examiné les dispositions de l'entente de remise en état visant à déterminer le coût pour les abonnés de l'énergie additionnelle produite par suite de la remise en état proposée.

DISPOSITIONS RÉDUISANT LE PRIX DE SOUTIEN INITIAL

Pour obtenir un prix de soutien initial de 63 $/MWh tout en permettant à Bruce A LP d'obtenir le taux de rendement visé lorsque les objectifs de rendement opérationnel sont atteints, la province a autorisé certaines dispositions et modifications aux modalités convenues concernant la construction prévue de six autres réacteurs à la centrale de Bruce. Ces dispositions et modifications accordent à Bruce A LP des flux de trésorerie qui obligent les abonnés à payer l'équivalent financier d'un prix de 71,33 $/MWh pour l'électricité additionnelle découlant de la remise en état.

Nous examinons trois de ces dispositions dans les sections qui suivent. Le titre de chaque section, en plus d'identifier la disposition, indique notre estimation de la mesure dans laquelle il aurait fallu augmenter le prix de soutien initialement annoncé si l'avantage financier compensatoire que cette disposition était censée procurer à Bruce A LP n'avait pas été inclus dans l'entente de remise en état. Nos calculs étaient basés sur le modèle financier et les hypothèses retenus par les parties négociant l'entente.

Compromis accroissant les flux de trésorerie de Bruce A LP

Réduction du loyer (+ 2,48 $/MWh)

Dans le cadre du contrat de location modifié de 2002, Bruce Power devait payer un loyer annuel supplémentaire de 25,5 millions de dollars (sous réserve d'un rajustement intégral pour l'inflation) à OPG pour chaque réacteur opérationnel de Bruce A. L'entente de remise en état réduit le montant de loyer supplémentaire qui aurait été payable à OPG après l'entrée en service de chaque réacteur. Cette réduction des paiements de Bruce Power fait augmenter les futurs flux de trésorerie de Bruce A LP et représente un compromis, la province ayant obtenu un prix de soutien moins élevé en retour.

En octobre 2005, la ministre de l'Énergie, au nom de la province à titre de seul actionnaire d'OPG, a donné pour directive de ramener le loyer annuel de Bruce Power de 27,4 à 6 millions de

dollars (en dollars de 2005) pour chaque réacteur remis à neuf (comme le réacteur 4 avait déjà été remis en marche et n'avait pas à être remis en état, la réduction de loyer s'appliquait uniquement aux réacteurs 1, 2, et 3 après la remise en état).

La raison d'être originale du loyer supplémentaire était de dédommager OPG des coûts directs assumés pour disposer du combustible épuisé et pour renoncer au rendement qu'elle aurait pu obtenir sur l'investissement des contribuables dans les actifs de la centrale. Par contraste, étant donné le loyer réduit négocié dans l'entente de remise en état, OPG sera indemnisée uniquement pour les coûts liés à la disposition du combustible épuisé et non pour avoir renoncé au rendement sur l'investissement des contribuables dans la centrale.

Nous avons constaté que le loyer original aurait permis de réduire le prix payé par les abonnés pour l'énergie produite par OPG (OPG a été assujettie à la réglementation des prix après la modification du bail en 2002, d'abord par règlement gouvernemental puis, à partir de mars 2008, par l'entremise de la Commission de l'énergie de l'Ontario; le prix établi pour l'électricité produite par OPG est censé permettre à OPG de recouvrer ses coûts et d'obtenir le taux de rendement réglementé). C'est-à-dire que si elle avait obtenu un taux de rendement plus élevé en augmentant le loyer, OPG n'aurait pas eu à fixer un prix aussi élevé pour l'électricité vendue aux abonnés.

Selon nos calculs, sans ce compromis touchant la réduction du loyer, il aurait fallu augmenter le prix de soutien initial pour l'électricité produite par Bruce A de 2,48 $/MWh (en dollars de 2005) pour que Bruce A LP puisse maintenir le taux de rendement visé.

Subventions au titre de l'électricité actuellement produite par le réacteur 3 (+ 1,73 $/MWh) et le réacteur 4 (+ 3,74 $/MWh)

Le proposition de remise en état visait à indemniser Bruce A LP pour l'électricité additionnelle produite par les réacteurs remis en état (« énergie supplémentaire produite ») — mais non pour la production actuelle des réacteurs 3 et 4 de Bruce A. L'entente a toutefois été étendue aux réacteurs 3 et 4.

Réacteur 3

Avant de conclure l'entente de remise en état, Bruce Power vendait de l'électricité sur le marché libre et recevait le prix réel du marché sans subvention. Par contraste, aux termes de l'entente de remise en état, Bruce Power reçoit un prix de soutien initial garanti de 63 $/MWh (les rajustements en fonction de l'IPC étant semblables à ceux applicables aux réacteurs 1 et 2) plutôt que le prix du marché libre — plus élevé que prévu par les experts du Ministère et de Bruce A LP — pour l'électricité actuellement fournie par le réacteur 3.

Le Ministère considérait le prix de soutien versé à Bruce — plutôt que le prix du marché — comme l'« avoir des abonnés », c'est-à-dire la contribution initiale des abonnés au coût en capital de la remise en état. Le Ministère a indiqué que, s'ils ne contribuaient pas dès maintenant au financement du coût en capital des réacteurs 1 et 2 en payant un prix plus élevé pour l'électricité provenant du réacteur 3, les abonnés auraient à payer un prix sensiblement plus élevé pour l'électricité après l'entrée en service des réacteurs 1 et 2.

La subvention a été plafonnée à 575 millions de dollars pour l'électricité fournie par les réacteurs 3 et 4 — c'est-à-dire que 575 millions est le montant maximum que Bruce A LP peut recevoir avant l'entrée en service des réacteurs 1 et 2.

On s'attend à ce que le prix de soutien de 63 $/MWh soit plus élevé que le prix du marché le plus probable pour l'électricité. Lorsque Bruce Power a présenté son projet de remise en état au gouvernement de l'Ontario durant l'été 2004, elle prévoyait que le prix du marché le plus probable au cours des dix prochaines années se situerait entre 50 $/MWh et 60 $/MWh (en dollars de 2005); cette prévision a d'ailleurs été appuyée par des

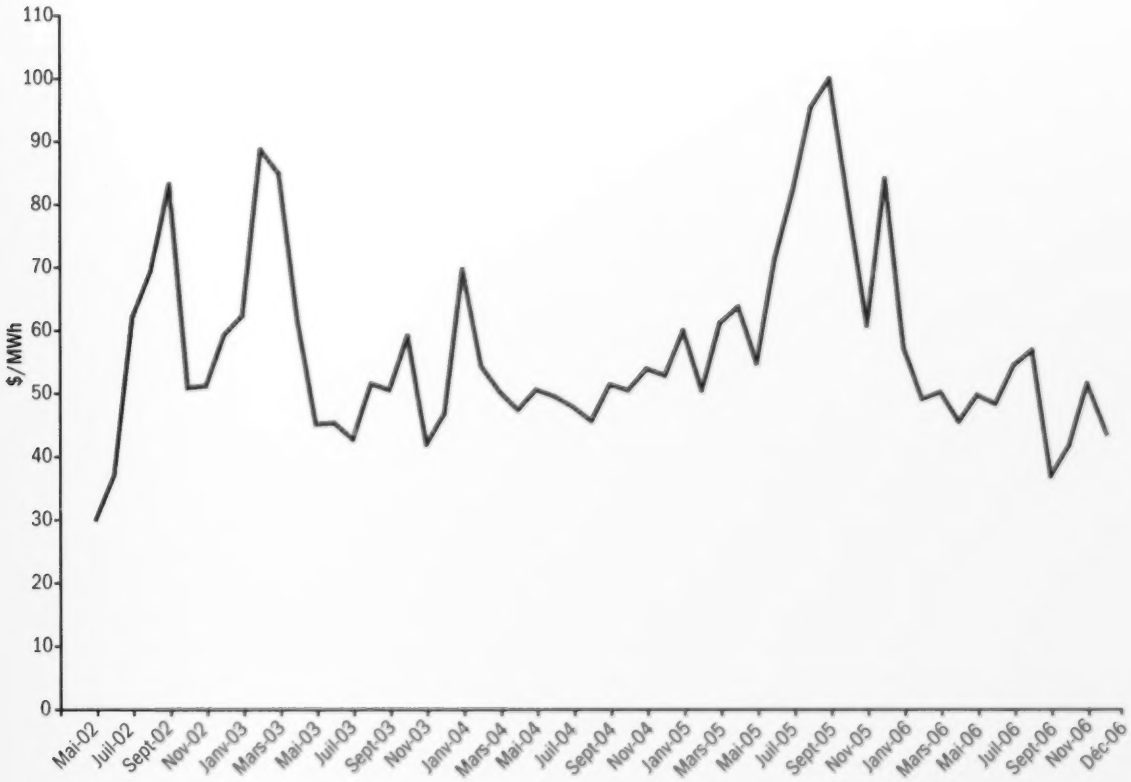
consultants indépendants. Le Ministère a indiqué à ce moment-là qu'il avait examiné le prix projeté par Bruce Power et avisé ses conseillers financiers qu'ils pouvaient utiliser ces résultats dans leur analyse financière.

Lors de ses discussions subséquentes avec nous, le Ministère a souligné que les prix réels du marché en 2005, qui s'établissaient en moyenne à 68,49 $/MWh, étaient substantiellement plus élevés que prévu. De ce point de vue, il était avantageux de fixer un prix de 63 $/MWh pour l'électricité produite par le réacteur 3. Cependant, selon l'information publiée par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), le prix de l'électricité en 2005 a été exceptionnellement élevé en raison de certains facteurs : l'été a été plus chaud que la moyenne, quelques grandes centrales ont prévu des interruptions pour maintenance, et les ouragans Rita et Katrina ont contribué à une hausse spectaculaire des prix du gaz naturel. Par comparaison, comme le montre la Figure 6, entre l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence en mai 2002 et le début des négociations avec Bruce Power en septembre 2004, le prix de gros de l'électricité s'établissait en moyenne à environ 51 $/MWh. En 2006, les prix du marché en Ontario sont retombés aux récents niveaux historiques, les prix mensuels de janvier à décembre variant entre 36,80 $/MWh et 57,10 $/MWh et s'établissant en moyenne à 48,80 $/MWh.

Comme le prix moyen de l'électricité depuis l'ouverture du marché en 2002 tourne autour de 51 $/MWh et que la moyenne des prix en 2006 variait entre 45 $/MWh et 55 $/MWh, la fourchette de 50 $/MWh à 60 $/MWh prévue pour les dix prochaines années, utilisée dans les négociations

Figure 6 : Moyenne mensuelle du prix du marché pour l'électricité entre mai 2002 et décembre 2006

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité



et acceptée par des experts de l'extérieur, semble raisonnable.

En offrant à Bruce A LP un prix de 63 $/MWh plutôt que le prix du marché (que le modèle financier situait dans une fourchette de 50 $/MWh à 60 $/MWh) pour l'électricité produite par le réacteur 3, le Ministère a permis à Bruce A LP de réduire le prix de soutien requis pour obtenir le taux de rendement visé. Selon nos calculs, si elle n'avait pas offert une subvention à l'égard de l'électricité produite par le réacteur 3 en échange d'un prix de soutien initial de 63 $/MWh, la province aurait dû augmenter le prix de soutien initial de 1,70 $/MWh pour que Bruce A LP puisse obtenir le taux de rendement visé.

Réacteur 4

Bien qu'il ne soit pas prévu de remettre le réacteur 4 en état, la province a convenu d'étendre le même prix de soutien à l'électricité actuellement produite par ce réacteur. Comme dans le cas du réacteur 3, cet arrangement équivaut à une subvention, en ce sens que Bruce A LP reçoit le prix de soutien récemment négocié de 63 $/MWh plutôt que le prix du marché pour l'électricité produite par le réacteur 4. Le plafonnement de la subvention à 575 millions de dollars s'applique au montant total que Bruce A LP recevra pour l'électricité fournie par les réacteurs 3 et 4 jusqu'à la fin des travaux de remise en état des réacteurs 1 et 2. Le plafonnement sera supprimé après la remise en état.

Nous estimons que cette concession a permis à Bruce A LP de réduire de 3,70 $/MWh le prix de soutien reçu pour l'électricité produite par les réacteurs remis à neuf tout en obtenant le taux de rendement visé lorsque les objectifs de rendement opérationnel sont atteints.

Prix du soutien à Bruce B (+ 38 ¢/MWh)

Dans le cadre des négociations, le Ministère a accepté d'offrir un prix de soutien minimum garanti de 45 $/MWh plus un rajustement annuel en fonction de l'IPC pour l'électricité produite par la centrale de Bruce B (sans imputation du coût du combustible — c'est Bruce Power et non l'abonné qui doit payer les coûts du combustible pour Bruce B). Cette disposition, en vertu de laquelle la province subventionne l'électricité produite par Bruce B en échange d'une réduction du prix de soutien initial pour l'électricité produite par Bruce A, bénéficie à Bruce Power, qui n'a pas les mêmes partenaires que Bruce A LP.

Le Ministère nous a informé que le prix plancher de l'électricité produite par Bruce B était très important pour Bruce Power pour deux raisons :

- La remise en service de deux réacteurs a créé une capacité additionnelle de production de base qui pourrait faire baisser les prix du marché pour l'électricité, ce qui aurait un impact négatif sur la valeur des actifs de Bruce Power.
- Les mesures gouvernementales telles que le plafonnement des prix ont eu un impact sur la rentabilité de Bruce Power dans le passé, et un prix plancher aiderait à neutraliser cet impact dans l'avenir.

Lorsque le prix du marché descend au-dessous de 45 $/MWh (prix plancher), l'OEO accorde une subvention à Bruce Power pour compenser la différence. À notre avis, cette subvention est particulièrement avantageuse pour Bruce Power, en ce sens que le prix du marché en dehors des heures de pointe peut descendre substantiellement en-dessous du prix plancher (il est à noter à cet égard que Bruce Power, en tant que centrale de base, doit fonctionner continuellement à pleine capacité quel que soit le prix payé pour son électricité sur le marché). Le Ministère a indiqué que le prix devrait se situer régulièrement en-dessous du prix plancher pour que Bruce Power y gagne.

Lorsque le prix du marché dépasse 45 $/MWh (après rajustement pour l'inflation), l'OEO peut récupérer les subventions antérieures. Le Ministère a toutefois calculé, en se fondant sur les projections

de ses conseillers concernant la probabilité des fluctuations de prix, que cet arrangement devrait coûter 40 millions de dollars. Selon cette estimation, il aurait fallu augmenter le prix de soutien de 38 ¢/MWh pour que Bruce A LP puisse obtenir le taux de rendement visé si ce compromis n'avait pas été négocié.

Impact combiné des compromis

En résumé, quoique l'entente de remise en état fixe à 63 $/MWh le coût initial de l'électricité, les compromis négociés dans l'entente procureront à Bruce A LP des flux de trésorerie additionnels équivalant à 8,33 $/MWh. Ainsi, le coût global pour les abonnés de l'électricité produite par les réacteurs remis en état se rapprochera davantage de 71,33 $/MWh, comme le montre la Figure 7.

Indexation annuelle des prix

Pour que Bruce A LP puisse obtenir le taux de rendement visé au prix de soutien initial de 63 $/MWh, on a intégré deux dispositions d'indexation au modèle financier. La première disposition est un rajustement pour l'inflation annuelle de 3,5 % sur la rémunération et les avantages et de 2,5 % sur tous les autres coûts d'immobilisation et d'exploitation.

Figure 7 : Impact financier des compromis négociés sur le prix de soutien initial

Préparé par le Bureau du vérificateur général de l'Ontario

	$/MWh
Prix annoncé (y compris le coût du combustible)	**63,00**
Impact des compromis	
réduction additionnelle du loyer annuel	2,48
subvention précédant la remise en état du réacteur 3	1,73
subvention applicable à l'électricité produite par le réacteur 4	3,74
prix de soutien à Bruce B	0,38
Prix après intégration des compromis	**71,33**

La deuxième disposition est une hausse annuelle du prix de soutien garanti pour l'électricité basée sur la variation annuelle en pourcentage de l'indice des prix à la consommation (IPC). La hausse annuelle convenue était de 100 % de la variation de l'IPC jusqu'à concurrence de 2,5 % et, si le taux effectif d'inflation de l'IPC était supérieur à 2,5 %, de 60 % de l'excédent.

La province a conclu des ententes contractuelles avec d'autres fournisseurs d'électricité du secteur privé tels que les centrales alimentées au gaz naturel et les producteurs d'énergies renouvelables. Ces ententes ressemblent à l'entente de remise en état, en ce sens que l'exploitant reçoit un prix de soutien garanti pour l'électricité produite. Cependant, les hausses du prix de soutien négociées dans ces autres ententes limitent généralement la hausse inflationniste annuelle à une fourchette de 15 % à 20 % de l'IPC.

Nous reconnaissons que les établissements nucléaires doivent assumer des coûts plus élevés d'immobilisation et d'exploitation et qu'ils pourraient donc avoir droit à une plus forte hausse. Nous voulons simplement souligner que, dans le cadre des négociations, plus le pourcentage d'augmentation admissible est élevé, plus le prix de soutien initial peut être faible. Dans le cas de Bruce A LP, le fait d'allouer 100 % de l'IPC jusqu'à concurrence de 2,5 %, conjugué à la disposition d'indexation des coûts, a permis au Ministère de négocier un prix de soutien initial substantiellement moins élevé (63 $/MWh) et à Bruce A LP d'obtenir le taux de rendement visé. Par contre, si le Ministère avait limité la hausse annuelle de l'IPC à 20 % comme dans d'autres contrats passés avec des fournisseurs du secteur privé, il aurait dû augmenter le prix de soutien initial de 12,56 $/MWh pour que Bruce A LP puisse obtenir le même taux de rendement. S'il avait alloué un pourcentage de 50 % de l'IPC (en raison des coûts plus élevés d'immobilisation et d'exploitation des établissements nucléaires), il aurait dû accroître le prix de soutien initial de 7,70 $/MWh.

Du point de vue de l'abonné, l'indexation des prix de Bruce A LP à 100 % de l'IPC signifie que les prix à payer seront moins élevés durant les premières années de l'entente, mais plus élevés par la suite.

FACTEURS QUI AURAIENT PU RÉDUIRE LE PRIX DE SOUTIEN

Comme il est noté plus haut, le Ministère a identifié et traité un certain nombre de risques et d'autres enjeux inhérents à une transition aussi vaste et complexe. Nous avons toutefois, en cours d'examen, repéré plusieurs points qui, traités différemment, auraient pu réduire le prix de soutien initial négocié d'environ 3,60 $/MWh sans affecter le taux de rendement de Bruce A LP. Lors des discussions, le Ministère a fait valoir que le taux d'escompte que nous avions utilisé pour calculer l'impact actualisé de ces facteurs faussait la comparaison avec le modèle financier global et amplifiait leur impact sur le prix de soutien. Nous ne sommes pas d'accord avec la position du Ministère sur le taux d'escompte approprié (les détails de nos positions respectives sur ce point figurent en annexe). Dans les sections qui suivent, nous avons basé notre calcul de l'impact actuel sur le taux d'escompte que nos conseillers et nous-mêmes jugeons approprié.

Nous examinons cinq facteurs dans les sections qui suivent. Le titre de chaque section, en plus d'identifier le facteur en question, indique dans quelle mesure l'inclusion du facteur dans le modèle financier aurait réduit le prix de soutien tout en permettant à Bruce A LP de maintenir le taux de rendement visé.

Coûts de fermeture temporaire – Bruce B (– 1,24 $/MWh)

L'offre de Bruce Power concernait uniquement la remise en état des réacteurs 1, 2 et 3 de Bruce A; l'entente de remise en état incluait toutefois une disposition relative à Bruce B dont la validité nous semblait douteuse.

Le contrat conclu entre Bruce Power et OPG pour la location de Bruce A et B vient à expiration le 31 décembre 2018 (et comporte 13 options qui pourraient prolonger le bail d'une période additionnelle de 25 ans). La fin de la période initiale de location coïncide avec la fin de la vie utile prévue de Bruce B. Lorsque les réacteurs nucléaires arrivent à la fin de leur vie utile, on a trois options :

- on peut les déclasser;
- on peut les remettre en état;
- on peut les fermer temporairement en attendant une remise en état éventuelle.

Ces options s'appliquaient aux réacteurs de Bruce A lorsque ceux-ci ont été fermés entre 1995 et 1998. OPG avait alors décidé de les maintenir en état de fermeture temporaire. Lorsque Bruce Power a pris Bruce A à sa charge en 2001, le contrat de location lui permettait de choisir la même option à condition d'assumer les coûts de fermeture temporaire, ce qu'elle a fait.

Comme nous le faisions remarquer dans le cas de la disposition de soutien des prix consentis à Bruce B (voir la page 19), nous nous attendions à ce que toutes les dispositions de l'entente de remise en état se rapportent uniquement à Bruce A, car l'exploitation de Bruce B ne relève pas des mêmes partenaires que celle de Bruce A. Le contrat de location original pour Bruce B exigeait de Bruce Power qu'elle assume les coûts de fermeture temporaire de Bruce B si elle choisissait de renouveler le bail. Or, l'entente de remise en état a changé la donne en obligeant les abonnés à assumer les coûts de fermeture temporaire de Bruce B entre 2019 et 2036. Les coûts estimatifs sur cette période totalisent 2,6 milliards de dollars et comprennent les dépenses annuelles liées aux services d'exploitation et de maintenance et aux salaires et avantages sociaux de 344 employés sur la période de 17 ans. Si les coûts de fermeture temporaire de Bruce B avaient été exclus de l'entente de remise en état, le prix

de soutien pour l'électricité produite par Bruce A aurait pu être réduit de 1,24 $/MWh. Selon nos estimations, si le prix de soutien avait été réduit de ce montant, les abonnés auraient pu économiser 518 millions en dollars actualisés de 2005. (L'Annexe contient des détails sur notre calcul des « dollars actualisés de 2005 ». Dans le reste du présent rapport, le terme « dollars de 2005 » désigne les dollars actualisés de 2005, tels qu'expliqués dans l'Annexe.)

Notons entre parenthèses que, de l'avis des conseillers techniques du Ministère, le nombre d'employés ajoutés à l'appui de la fermeture temporaire de Bruce B (344) était excessivement élevé. Le Ministère nous a informés qu'il avait réussi à faire inclure dans l'entente de remise en état une disposition prévoyant le rajustement des coûts en fonction des besoins en dotation. Mais ce rajustement s'appliquerait uniquement en cas de déclassement des réacteurs et signifie que les abonnés ne pourraient récupérer qu'une partie des coûts déjà payés.

Tout aussi important, si les réacteurs sont remis en état à la fin de leur vie utile, il n'y aura aucun coût de fermeture temporaire, mais Bruce A LP aura déjà payé ces coûts à l'avance, car ils sont inclus dans le prix de soutien plus élevé à recevoir entre 2005 et 2036.

Le Ministère a indiqué que si les réacteurs de Bruce B étaient remis en état, le contrat de remise en état serait renégocié en 2019 de manière à récupérer les coûts de fermeture temporaire de Bruce B maintenant intégrés au prix de Bruce A. Or, l'entente de remise en état de Bruce A ne contient aucune disposition prévoyant la récupération des sommes déjà versées à Bruce A LP par le biais des prix plus élevés payés pour l'électricité pour la période de près de 15 ans se terminant en 2019, ce qui fait mettre en doute la capacité du Ministère à négocier une telle récupération avec succès.

Outre l'impact financier sur le prix de soutien de l'indemnisation de Bruce A LP pour les coûts de fermeture temporaire, ce compromis empêche la province d'exercer un contrôle quelconque sur l'établissement, par exemple en prenant d'autres dispositions concernant les réacteurs ou en négociant une entente différente avec un autre exploitant.

Électricité additionnelle produite par enrichissement du combustible (- 1,23 $/MWh)

La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CNSC) a appliqué aux réacteurs de Bruce A une norme réglementaire qui protège contre les accidents de perte de réfrigérant primaire. Cette norme exige que les réacteurs fonctionnent à seulement 92,5 % de leur capacité maximale. C'est à cette capacité que les réacteurs actuellement en service fonctionnent.

On peut minimiser les accidents de perte de réfrigérant primaire non seulement en réduisant la capacité, mais aussi en reconstruisant le réacteur ou en utilisant du combustible d'uranium enrichi. Bruce Power a choisi la dernière option afin d'accroître sa capacité admissible tout en répondant aux préoccupations en matière de sécurité. Avec l'aide d'Énergie atomique du Canada limitée, elle a développé un combustible légèrement enrichi (appelé « combustible à faible réactivité cavitaire »).

Le modèle financier calcule l'électricité produite par Bruce A à une capacité de 92,5 %. Les descriptions de projet de remise en état de Bruce A soumises à la CNSC montrent toutefois que les réacteurs de Bruce A utiliseront le combustible enrichi et qu'ils devraient donc être en mesure de fonctionner à 95,5 % de leur capacité (le conseiller en combustible du Ministère a confirmé que l'électricité additionnelle produite par les réacteurs remis en état de Bruce A équivaudrait à environ 25 MW, ou 3 %, compte tenu de la capacité limitée du turbogénérateur de Bruce A).

Étant donné que l'OEO — et non Bruce A LP — est maintenant responsable des coûts du

combustible (de l'uranium et de son traitement), nous étions d'avis que le modèle financier aurait dû refléter les avantages financiers potentiels de la production accrue d'électricité résultant de l'utilisation du combustible d'uranium enrichi, plus coûteux. Si l'impact de la production accrue potentielle d'électricité avait été inclus dans le modèle, cela aurait permis au Ministère de soustraire jusqu'à 1,23 $/MWh du prix de soutien initial. Nous avons estimé que, si le prix de soutien initial avait été réduit de ce montant, les abonnés auraient pu économiser jusqu'à 514 millions en dollars actualisés.

Le Ministère a indiqué qu'il avait envisagé la possibilité d'une production accrue à Bruce A résultant de l'utilisation de combustible enrichi et qu'il croyait comprendre ce qui suit :

- C'est la CNSC qui avait demandé à Bruce Power d'envisager l'utilisation de combustible enrichi dans les réacteurs remis en état de Bruce A.
- Bruce Power a pris note de la possibilité d'utiliser du combustible enrichi dans ses évaluations environnementales, mais elle n'a pas pris d'engagement ferme à cet égard.
- Le conseiller en combustible du Ministère a noté la possibilité que l'utilisation de combustible enrichi fasse passer la capacité des réacteurs de Bruce A de 92,5 % à 95,5 %. Le Ministère a toutefois indiqué que son conseiller en combustible n'avait consulté ni ses conseillers techniques ni Bruce Power en ce qui concerne les contraintes physiques que les systèmes et les opérations de la centrale pourraient imposer à ce potentiel. En outre, les modifications qu'il faudrait apporter aux centrales pour bénéficier de la capacité accrue n'ont pas encore été analysées ou estimées et pourraient être extrêmement coûteuses.

Les documents mis à notre disposition révélaient l'intention de Bruce Power de demander l'autorisation d'utiliser du combustible enrichi dans les réacteurs de Bruce A et d'exploiter ceux-ci à leur puissance maximale. Notre examen de la description de projet que Bruce Power a soumise à la CNSC montrait également que, sous réserve de l'approbation de la CNSC, les activités proposées pour Bruce A pourraient inclure l'utilisation de combustible enrichi et l'exploitation subséquente des réacteurs à une plus grande capacité maximale, actuellement estimée à 95,5 %.

Les combustibles enrichis coûtent de deux à trois fois plus cher que les combustibles ordinaires. Ces coûts additionnels sont actuellement transmis aux abonnés aux termes de l'entente de remise en état.

L'entente de remise en état contient une disposition prévoyant la négociation d'un prix plus élevé pour l'électricité additionnelle produite au cas où Bruce A fonctionnerait à une capacité supérieure à 92,5 %. Cependant, même si la province peut négocier un nouveau prix après s'être engagée à payer le coût plus élevé des combustibles, cela ne garantit pas nécessairement aux abonnés qu'ils seront indemnisés de façon appropriée pour les coûts additionnels déjà payés pour le combustible enrichi.

Autrement, seul le coût du combustible ordinaire aurait dû être assumé par les abonnés — Bruce A LP devant payer le coût différentiel du combustible enrichi afin de conserver les avantages financiers découlant de son utilisation.

Augmentation de la production nette d'électricité les premières années (- 47 ¢/MWh)

Le modèle financier supposait que chaque réacteur remis en état produirait 750 MW d'électricité par an. Les conseillers techniques du Ministère ont toutefois noté que, selon les rapports techniques de Bruce A, le turbogénérateur pouvait avoir une production nette de 776 MW. Les nouveaux générateurs de vapeur pourraient même accroître la production initiale des réacteurs. Les conseillers ont demandé à Bruce Power de passer en revue

l'hypothèse du modèle financier, et Bruce Power a répondu que 750 MW était une estimation raisonnable de la production nette moyenne sur la vie utile de la centrale.

Notre examen a toutefois démontré que, durant les premières années de service, les quatre réacteurs de Bruce A ont affiché des niveaux de rendement classés parmi les meilleurs au monde, de même que le facteur de capacité brute le plus élevé. À la fin des années 1980, le rendement de Bruce A a commencé à se détériorer en raison de plusieurs facteurs, dont le manque de personnel et la dégradation de l'équipement principalement attribuable à des problèmes associés aux canaux de combustible et aux générateurs de vapeur. Le Ministère a indiqué que l'hypothèse du modèle financier selon laquelle les réacteurs 1 et 2, une fois remis en état, auraient une production nette de 750 MW, se fondait sur la production des réacteurs 3 et 4 après leur redémarrage. Nous avons toutefois constaté qu'on avait redémarré les réacteurs 3 et 4 sans remplacer les principales composantes dégradées qui avaient nui au rendement. Par contraste, une fois que les réacteurs 1 et 2 auront été remis en état, les canaux de combustible et les générateurs de vapeur seront remplacés. Les réacteurs remis en état devraient donc atteindre une production de 769 MW les premières années, ce qui correspond à la production nette d'électricité des réacteurs 1 et 2 après leur remise en état (comparativement à 750 MW pour les réacteurs 3 et 4) que Bruce A LP avait projetée sur son site Web au moment de notre examen.

Nous reconnaissons le bien-fondé du scénario le plus probable, à savoir une production moyenne de 750 MW sur la vie utile des réacteurs 1 et 2 remis en état. Nous n'écartons toutefois pas la possibilité que la production des réacteurs soit plus élevée durant les premières années suivant la remise en état et moins élevée durant les années subséquentes, la moyenne s'établissant à 750 MW par an.

Les montants qui seront versés à Bruce A LP varieront selon que Bruce A LP sera payée pour une production égale au fil des ans ou qu'elle recevra davantage les premières années en raison de sa production plus élevée. Les fonds reçus aujourd'hui ont une plus grande valeur qu'un montant égal reçu à une date ultérieure — effet connu sous le terme « actualisation des flux de trésorerie ».

Nous avons calculé que, si le modèle financier avait basé la production moyenne de 750 MW sur une production de 769 MW pour la première moitié de la vie utile des réacteurs et de 731 MW pour la deuxième moitié, on aurait pu réduire de 47 ¢/MWh le prix de soutien pour l'électricité produite par Bruce A tout en permettant à Bruce A LP d'obtenir le taux de rendement visé. Nous avons estimé que si le prix de soutien avait été réduit de ce montant, les abonnés auraient pu économiser 196 millions en dollars de 2005.

Nous avons constaté que l'entente de remise en état prévoyait le partage des avantages associés au rendement opérationnel supérieur à 750 MW. Rien ne garantit toutefois que les abonnés bénéficieront de la production accrue, car d'autres facteurs sont pris en compte dans la formule de partage des avantages.

Coûts de fermeture temporaire — Réacteurs 1 et 2 de Bruce A (- 49 ¢/MWh)

Comme le montre la Figure 5, le modèle financier utilisé dans les négociations comparait les flux de trésorerie de Bruce A LP avec et sans remise en état. Les coûts associés à chacun des deux scénarios constituent une composante majeure de ces flux de trésorerie. Nous avons constaté que le modèle n'incluait pas tous les coûts liés au scénario sans remise en état. Il incluait, à juste titre, les coûts de fermeture temporaire du réacteur 3 (c'est-à-dire les coûts de surveillance et de maintenance à engager après la fermeture du réacteur pour parer aux risques tels que les fuites radioactives), mais non les

coûts de fermeture temporaire des réacteurs 1 et 2 qui, s'ils ne sont pas remis en état, devront quand même être maintenus jusqu'à leur restitution à OPG à l'expiration du bail, le 31 décembre 2018.

La remise en état des réacteurs permettrait d'éviter ces coûts de fermeture temporaire, ce qui devrait réduire le prix de soutien requis pour que Bruce A LP puisse obtenir le taux de rendement visé. Si ces économies avaient été prises en compte dans le modèle financier, on aurait pu réduire de 49 ¢/MWh le prix de soutien pour l'électricité produite par Bruce A tout en maintenant le taux de rendement visé. Nous avons estimé que si le prix de soutien avait été réduit de ce montant, les abonnés auraient pu économiser 205 millions en dollars de 2005.

Le Ministère a admis que le modèle financier n'incluait pas les économies que Bruce Power pourrait réaliser parce qu'elle n'aurait plus à supporter les coûts de fermeture temporaire des réacteurs 1 et 2, mais ajouté qu'il fallait prendre en considération les points suivants :

- Dans le scénario avec remise en état, les coûts des « autres matériaux et services » pour la remise en état des réacteurs 1 et 2 entre 2005 et 2009 étaient exclus du modèle financier. Si ces coûts avaient été inclus, ils auraient plus que compensé pour l'exclusion des coûts de fermeture temporaire du scénario sans remise en état.
- En l'absence de remise en état, Bruce Power pourrait demander à la CNSC de modifier son permis d'exploitation de manière à réduire sensiblement les coûts de surveillance après la fermeture temporaire des réacteurs à l'établissement de Bruce. Par exemple, Bruce Power pourrait assécher ses réacteurs et les vidanger de leur combustible, assécher les systèmes, sceller le bâtiment-réacteur et réduire le personnel au niveau nécessaire pour maintenir le système de chauffage et quelques pièces d'équipement. Étant donné la réduction substantielle des coûts de fermeture temporaire, l'exclusion de ces coûts du scénario sans remise en état aurait elle aussi un effet substantiellement réduit.

En ce qui concerne les coûts des « autres matériaux et services », nous nous sommes demandé comment ils pouvaient être engagés si les réacteurs 1 et 2 de Bruce A n'étaient pas remis en état. Ces coûts — qui comprennent notamment les services achetés tels que la gestion des déchets, la détritiation de l'eau lourde et certains services d'ingénierie, ainsi que les matériels tels que les pièces d'équipement, les vêtements de radioprotection et les outils — sont liés à l'exploitation et la maintenance des réacteurs en service. Or, les réacteurs 1 et 2 étaient fermés depuis près de dix ans au début de la période 2005–2009. Pour continuer d'engager certains de ces coûts, comme ceux liés à la gestion des déchets et à la détritiation, pendant un certain temps, il faut qu'un réacteur ait été en service et qu'il soit ensuite fermé pour remise en état — là encore, ce n'était pas le cas des réacteurs 1 et 2 de Bruce A.

En ce qui concerne les mesures que Bruce Power pouvait prendre, selon le Ministère, pour réduire les coûts de la fermeture temporaire des réacteurs 1 et 2 de Bruce A, nous avons remarqué que les abonnés effectuaient déjà des paiements afin de couvrir tous les futurs coûts de fermeture temporaire du réacteur 4 de Bruce A et de tous les réacteurs de Bruce B. Comme une demande en ce sens à la CNSC entraînerait probablement une réduction substantielle des coûts, nous nous sommes demandé pourquoi ces mesures n'avaient pas été envisagées pour réduire les coûts de fermeture temporaire inclus dans le modèle financier pour le réacteur 4 de Bruce A et tous les réacteurs de Bruce B.

Erreur mécanique du modèle financier (- 21 ¢/MWh)

Pour calculer le prix de soutien à verser à Bruce A LP pour qu'elle puisse atteindre le taux de rendement visé, le modèle financier supprimait les effets du service de la dette. Nous avons remarqué une erreur mécanique dans cet aspect du calcul.

L'effet des économies fiscales sur certains frais d'intérêt a été compté deux fois dans la suppression des effets du service de la dette, ce qui a mené à une surévaluation du prix à verser à Bruce A LP pour lui permettre d'obtenir le taux de rendement visé. Selon nos calculs, la correction de cette erreur aurait réduit de 21 ¢/MWh le prix de soutien pour l'électricité produite par Bruce A et permis aux abonnés d'économiser 88 millions en dollars de 2005 sur la période visée par l'entente.

Le conseiller financier du Ministère nous a informés qu'il avait découvert l'erreur mécanique seulement deux jours avant la signature de l'entente et qu'il l'avait signalée au Ministère à ce moment-là. Le Ministère a ajouté qu'il avait jugé inutile de demander un rajustement du prix à la dernière minute en raison de cette erreur et des coûts de fermeture temporaire des réacteurs 1 et 2 de Bruce A, parce que d'autres erreurs découvertes par l'OEO et Bruce A LP annulaient l'effet de ces deux facteurs sur le prix. La documentation fournie par le Ministère ne semblait toutefois pas appuyer son évaluation des erreurs jugées compensatoires.

RESPONSABILITÉ DES DÉPASSEMENTS DE COÛTS

Aux termes de l'entente de remise en état, Bruce A LP s'attend à investir 4,25 milliards de dollars (en dollars historiques) pour couvrir les coûts en capital de la remise en état du complexe Bruce A. Cet investissement se répartit comme suit entre les quatre réacteurs :

- 2,75 milliards de dollars pour la remise en état des réacteurs 1 et 2;
- 1,15 milliard de dollars pour la remise en état du réacteur 3 lorsqu'il arrivera à la fin de sa vie utile en 2009;
- 350 millions de dollars pour remplacer les générateurs de vapeur du réacteur 4.

Pour chacune de ces trois estimations, la province et Bruce A LP se sont entendues sur les dispositions à appliquer au cas où les coûts réels seraient plus élevés ou moins élevés que les coûts estimatifs. Ces dispositions stipulent comment les risques liés au dépassement des coûts et les économies potentielles seront partagés. Elles sont examinées dans les sections qui suivent.

Dispositions applicables aux réacteurs 1 et 2

Notre examen des estimations des coûts en capital à engager pour la remise en état des réacteurs 1 et 2 montrait que Bruce Power avait demandé à différents consultants de fournir des analyses et des examens indépendants des risques associés au projet de remise en état. La plus récente révision et mise à jour, qui tenait compte des constatations de ces consultants, a été diffusée en mai 2005. Le plus récent examen commandé a été effectué entre le 31 mars 2005 et le 21 avril 2005, avec la participation du représentant des propriétaires de Bruce Power et de celui de l'équipe chargée de gérer le projet de remise en état. Bruce Power était censée utiliser les résultats de cet examen pour déterminer si elle devait aller de l'avant et pour gérer les risques durant l'exécution du projet. Lors de notre examen, le Ministère nous a fourni une copie du dernier rapport du consultant soumis par Bruce Power.

Le consultant devait notamment analyser les risques associés au calendrier du projet en tenant compte des dernières estimations reçues des entrepreneurs principaux et d'autres détails non disponibles dans les analyses antérieures. Dans son analyse des risques liés au coût en capital du projet, le consultant a tenu compte des effets des facteurs qui

s'appliquent généralement aux grands projets complexes et de la possibilité que des événements perturbateurs majeurs interrompent temporairement le projet en cours d'exécution.

Le consultant a produit un profil de risque pour les coûts en capital estimatifs de la remise en état des réacteurs 1 et 2. Les résultats ont été comparés aux estimations préparées par la société engagée par Bruce Power pour gérer le projet de remise en état. Les écarts cernés étaient mineurs et se situaient dans une plage de tolérance acceptable pour un projet de cette envergure. Le coût total, y compris la réserve pour éventualités, était estimé à 2,5 milliards de dollars, avec 10 % de chances que la remise en état puisse coûter jusqu'à 2,8 milliards de dollars.

L'examen de la documentation disponible par les conseillers techniques du Ministère indiquait lui aussi que les estimations des coûts en capital et de la réserve pour éventualités étaient raisonnables. Les conseillers techniques ont conclu que le risque de dépassement des coûts était faible, pour les raisons suivantes :

- L'approche réfléchie adoptée par Bruce A LP face à la gestion de projet intégrait les leçons tirées de l'expérience de Bruce Power associée au redémarrage des réacteurs 3 et 4 et de l'expérience d'OPG liée à la remise en état du réacteur 4 de la centrale Pickering « A ».
- Les experts et les entrepreneurs ont joué un rôle clé dans la définition de la portée de la remise en état et la consolidation des travaux à l'intérieur de cette portée, et plus de 70 % du coût des travaux avait déjà été établi aux termes de contrats signés à prix fixe.
- Une responsabilisation appropriée avait été établie à l'interne, et les entrepreneurs clés avaient garanti qu'un personnel qualifié possédant une vaste expérience pertinente serait fourni.

Notre examen démontrait que le coût le plus probable de la remise en état des réacteurs 1 et 2 était estimé à 2,5 milliards de dollars (y compris une réserve pour éventualités), mais qu'on avait utilisé un coût de 2,75 milliards de dollars pour calculer le prix de soutien et déterminer la répartition des dépassements de coûts et des économies dans l'entente de remise en état.

Le Ministère était conscient de la hausse de 250 millions de dollars, qu'il a signalée au Cabinet en septembre 2005. Il a indiqué que ses conseillers et le personnel de la Commission de l'énergie de l'Ontario étaient censés confirmer les estimations mises à jour des coûts. Notre examen a indiqué ce qui suit :

- Après avoir parlé à des représentants de Bruce A LP, un conseiller technique a conclu que l'estimation de 2,75 milliards de dollars semblait raisonnable étant donné le retard et l'utilisation de dollars actualisés. Il a conseillé au Ministère d'envisager une vérification financière du prix estimatif de 2,75 milliards de dollars au moment de la signature du contrat. Aucune vérification financière n'a toutefois été faite pour confirmer ce montant.
- On n'a pas demandé au personnel de la Commission de l'énergie de l'Ontario de confirmer l'estimation de 2,75 milliards de dollars.
- En septembre 2005, le Ministère a demandé à la SIERE si la hausse de 250 millions de dollars lui semblait raisonnable, étant donné que Bruce A LP avait indiqué plus tôt au Ministère que les augmentations des coûts contractuels seraient substantiellement inférieures à 250 millions de dollars.

Comme la hausse de 250 millions de dollars ajoutait jusqu'à 1,56 $/MWh au prix de soutien, nous étions préoccupés par le fait que la forte augmentation des coûts survenue entre mai 2005 et septembre 2005 n'était pas justifiée, particulièrement en ce qui concerne les contrats à prix fixe, qui comptaient pour 70 % du total des coûts.

Un autre fait préoccupant est que si les coûts réels s'élèvent effectivement à 2,5 milliards de

dollars, comme dans l'estimation de juin 2005, les abonnés devront encore payer environ 2,7 milliards de dollars (étant donné que le prix de soutien est basé sur 2,75 milliards de dollars et que la formule de partage des coûts limite la récupération des paiements excédentaires à 50 millions de dollars). Nous croyons comprendre que les coûts réellement engagés seront vérifiés par l'OEO, mais que les résultats de ces vérifications n'auront aucun impact sur la formule de partage convenue.

Dispositions applicables au réacteur 3

L'entente de remise en état fixait à 1,15 milliard de dollars le coût en capital de la remise en état du réacteur 3. Ce coût incluait une importante réserve pour éventualités, qui est prise en compte dans le modèle financier utilisé pour calculer le prix de soutien. Cependant, aux termes de l'entente de remise en état, si le coût réel est inférieur à 1,15 milliard de dollars mais supérieur au coût estimatif avant la réserve pour éventualités, Bruce A LP conservera la plupart des « économies » sous le seuil de 1,15 milliard de dollars, tandis que la part des abonnés, qui prendra la forme de rajustements au prix de soutien, se situera entre 0 % et 50 %. Les abonnés n'auront donc pas grand-chose à gagner si la réserve pour éventualités n'est pas dépensée.

Dispositions applicables au réacteur 4

Le coût total du remplacement des générateurs de vapeur était estimé à 350 millions de dollars. Plusieurs mois avant de présenter son projet de remise en état à la province, Bruce Power avait déjà reçu de son conseil d'administration l'autorisation d'acheter ces générateurs de vapeur afin d'éviter de perdre 2 milliards de dollars de revenus en cas de fermeture prématurée du réacteur 4.

Notre examen du modèle financier indiquait que le coût du remplacement avait été pris en compte dans le scénario sans remise en état du modèle financier et n'était pas assumé par les abonnés. L'entente de remise en état contient toutefois une disposition prévoyant le partage des coûts excédentaires entre l'OEO et Bruce A LP au cas où les générateurs coûteraient plus de 350 millions de dollars. Comme la décision de Bruce Power de remplacer les générateurs de vapeur, prise pour éviter la perte de 2 milliards de dollars de revenus, précédait la proposition de remise en état, nous nous sommes demandé pourquoi les abonnés devraient partager le risque de dépassement des coûts.

DIVERS

Capacité de transmission

L'entente contient une disposition de « production présumée » qui permet à Bruce Power et Bruce A LP d'être payées sans avoir à produire de l'électricité. C'est-à-dire que si une capacité insuffisante de transmission jusqu'au réseau électrique empêche les centrales de Bruce de produire de l'électricité, l'OEO devra verser à Bruce Power et Bruce A LP le prix du marché pour l'électricité qu'elle aurait produite dans le cas contraire.

S'il faut fermer un ou plusieurs réacteurs en raison d'une capacité insuffisante de transmission dans la péninsule Bruce, il serait raisonnable d'indemniser Bruce pour les immobilisations sous-utilisées, et pour certains coûts variables qu'elle aurait à engager. Or, Bruce est censée recevoir le plein prix du marché pour toute perte de production causée par une capacité insuffisante de transmission. Nous avons quelques observations à formuler à ce sujet :

- Si les réacteurs ne sont pas en service, Bruce connaîtra une baisse, peut-être substantielle, de ses coûts variables; nous aurions donc dû nous attendre à une réduction du prix payé pour l'électricité non produite par un réacteur inexploité. Nous craignons que si le Ministère paye le plein prix du marché, il soit plus

rentable pour Bruce de ne pas exploiter ses centrales.

- Bien que l'entente s'applique à l'électricité produite par les réacteurs de Bruce A, les abonnés doivent payer Bruce Power — un groupe distinct de propriétaires — pour la production présumée des réacteurs de Bruce B. En outre, les paiements versés pour l'électricité non produite doivent d'abord être attribués dans leur entièreté aux réacteurs de Bruce B, les paiements excédentaires liés à la production présumée devant ensuite être attribués aux réacteurs de Bruce A. Le Ministère lui-même a déclaré qu'il n'y avait aucun moyen de déterminer laquelle des options [payer Bruce A ou Bruce B en premier] serait plus avantageuse pour la province. Comme Bruce B n'a jamais eu droit à ces paiements pour « production présumée » aux termes de l'entente en vigueur, nous ne voyons pas comment la protection actuellement accordée à Bruce Power a bénéficié aux abonnés.
- Si la capacité insuffisante de transmission entraîne des pénuries d'électricité, cela causera probablement une hausse notable du prix du marché, dont Bruce B bénéficiera. Par exemple, durant l'été 2005, lorsque des ouragans ont frappé le golfe du Mexique et réduit substantiellement la capacité de production de gaz naturel, les prix de l'électricité ont temporairement monté en flèche pour atteindre une fourchette de 70 $/MWh à 80 $/MWh. Nous ne sommes pas convaincus que l'entente de remise en état atténue suffisamment ce risque pour les abonnés. Un prix plus raisonnable du point de vue des abonnés serait le prix plancher garanti de 45 $/MWh (rajusté pour l'inflation) pour la production présumée de Bruce B si les réacteurs de cette centrale doivent être mis à l'arrêt en raison d'une capacité insuffisante de transmission.

Nous croyons comprendre que l'actuelle capacité de transmission ne sera pas suffisante pour toute l'électricité devant être produite par les huit réacteurs de Bruce A et B. Le personnel du Ministère nous a dit qu'il était conscient du problème mais que ce risque ne se matérialiserait que si les huit réacteurs de Bruce produisaient de l'électricité. Pour aider à atténuer ce risque, une disposition de l'entente de remise en état stipule qu'aucune production présumée d'un huitième réacteur ne sera admissible avant 2012. Nous avons également été avisés que la SIERE avait prévu de prendre des dispositions pour tenir compte de la remise en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A, et de l'électricité additionnelle produite par les éoliennes, une source émergente d'énergie renouvelable, qu'il est prévu d'ériger dans la péninsule Bruce.

Le Ministère nous a fait comprendre qu'Hydro One était en train de préparer une demande de construction d'une nouvelle ligne de transmission. Cependant, il n'est pas garanti que les travaux qui, selon la SIERE, devraient être réalisés conjointement avec la construction de la ligne de transmission procéderont comme prévu, car certains d'entre eux doivent faire l'objet d'une évaluation d'impact environnemental et recevoir l'approbation de collectivités locales réparties sur un vaste territoire. Nous sommes donc d'avis, compte tenu des dispositions relatives à la production présumée de l'entente de remise en état, qu'il était essentiel pour le Ministère de poursuivre ses efforts afin d'atténuer le risque que la capacité de transmission ne soit pas suffisante. Le Ministère nous a informés qu'il avait pris un certain nombre de mesures pour atténuer le risque de ne pas disposer d'une capacité de transmission suffisante et donc d'avoir à payer les sociétés en commandite de Bruce Power pour l'énergie non produite.

Annexe

FACTEURS PRIS EN COMPTE DANS LA QUANTIFICATION DES IMPACTS FINANCIERS

Les impacts financiers sur les abonnés de facteurs identifiés dans notre examen devraient se manifester tout au long de la période visée par l'entente de remise en état (c'est-à-dire entre 2005 et 2043). Les flux de trésorerie générés durant cette période auront différentes valeurs économiques selon l'année en cours. Pour mieux mesurer la valeur de ces flux de trésorerie, il est utile de les convertir à leur valeur à une date commune. Dans notre examen, nous les avons convertis à leur valeur au 17 octobre 2005 (date de signature de l'entente de remise en état). Il s'agit de la « valeur actualisée » pour cette date.

Il y a trois facteurs à prendre en considération pour déterminer la valeur actualisée :

- Le premier facteur est le principe de l'« actualisation », selon lequel un dollar reçu aujourd'hui vaut plus qu'un dollar qui sera reçu dans un an. Pourquoi? Parce qu'un dollar reçu aujourd'hui peut être investi afin de générer un rendement ou intérêt. Les flux de trésorerie reçus plus tard ont une valeur plus faible parce qu'ils ne peuvent pas être investis dès maintenant. Par exemple, si le taux d'intérêt est actuellement de 4 % par an, les 100 $ qui seront reçus dans un an ne vaudront qu'environ 96 $ en dollars d'aujourd'hui. C'est-à-dire que si les 96 $ étaient immédiatement disponibles et investis pour un an à un taux d'intérêt de 4 %, ils vaudraient environ 100 $ dans un an. Le même principe s'applique aux futures obligations de paiement.
- Le deuxième facteur est l'inflation des prix ou des coûts, qui contribue à la différence entre la valeur actuelle et la valeur future. L'inflation, qui désigne la diminution du pouvoir d'achat dans le temps, survient lorsque le coût d'un bien ou service augmente avec le temps. Ainsi, pour exprimer les futurs coûts en « dollars d'aujourd'hui », il faut éliminer les effets de l'inflation.
- Le troisième facteur qui intervient dans l'actualisation des futurs flux de trésorerie est l'effet de l'incertitude ou du risque. Les prévisions sont basées sur des hypothèses, qui peuvent s'avérer plus ou moins exactes dans l'avenir.

En ce qui concerne le premier facteur, dans le cas des enjeux identifiés comme ayant un impact financier sur les abonnés, nous avons calculé la valeur actualisée des futurs flux de trésorerie en utilisant des taux d'intérêt basés sur le « coût du capital » des abonnés. C'est-à-dire que nous avons utilisé le taux de rendement qu'un abonné pourrait s'attendre à obtenir sur l'argent investi. Le Ministère est toutefois d'avis que le taux d'escompte approprié à cette situation est le taux de rendement visé par Bruce A LP, parce qu'il tient compte des risques associés au projet, dont l'incertitude opérationnelle et de production. Bruce A LP n'est payée que dans la mesure où elle produit de l'électricité, et les abonnés ne payent que si Bruce A LP réussit à produire de l'électricité. Autrement dit, il n'est pas certain que les abonnés devront payer pour l'électricité produite par Bruce A. Cette probabilité étant directement liée aux risques du projet, le Ministère estime qu'il faudrait utiliser le même taux d'escompte rajusté en fonction des risques pour calculer la valeur actualisée du projet et l'impact sur les abonnés.

Pour trancher ce différend, nous avons engagé un cabinet externe pour qu'il nous donne son opinion sur le taux d'escompte le plus approprié. Le cabinet a conclu que la perspective des abonnés, plutôt que celle de Bruce A LP, était plus pertinente dans l'évaluation de l'impact des coûts additionnels

assumés par les abonnés en conséquence de l'entente de remise en état. Du point de vue des abonnés, le taux de rendement visé par Bruce A LP en compensation des risques courus est sans importance. Le cabinet a donc déterminé, à la lumière des circonstances particulières, que le taux d'intérêt le plus approprié pour déterminer la valeur actualisée des futurs flux de trésorerie en dollars de 2005 serait celui des obligations à rendement réel à long terme du gouvernement du Canada. C'est ce taux que nous avons utilisé dans nos calculs.

En ce qui concerne le deuxième facteur, le cabinet externe et nous-mêmes avons conclu que les taux d'inflation prévus dans l'entente de remise en état pouvaient être appliqués au calcul de la valeur actualisée.

Pour ce qui est du troisième facteur, étant donné la quasi-certitude que les abonnés devront continuer de payer le coût de l'électricité, le risque que la situation change et que les abonnés n'aient pas à payer pour l'électricité est pratiquement nul.

ISBN 978-1-4249-4115-5 (imprimé)
ISBN 978-1-4249-4116-2 (PDF)